

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

AVIS (BRUGEL-AVIS-20120622-146)

relatif à :

**la vision de l'évolution du marché
Belge de l'énergie proposée par
ATRIAS**

Etabli en application des articles 9ter et 30bis de
l'ordonnance électricité.

22 juin 2012

Table des matières

1	Fondement juridique de cet avis	3
2	Exposé préalable et antécédents.....	4
3	Analyse et développement.....	5
3.1	Description de la vision d'ATRIAS	5
3.1.1	Contexte :.....	5
3.1.2	Identification des paramètres clefs « Drivers » de l'évolution du marché de l'énergie :.....	5
3.1.3	Objectifs et défis à relever :.....	7
3.1.4	Impacts sur le modèle actuel :.....	7
3.1.5	Mise en œuvre de la vision d'ATRIAS :.....	8
3.2	Points d'attention pour la suite des discussions.....	10
3.2.1	Éléments structurant le modèle de marché : structure verticale multi-couches.....	10
3.2.2	Éléments structurant les processus de marché : concepts de base.....	11
4	Conclusions.....	14
4.1	Sur le document « Point of View » :.....	14
4.2	Sur la suite des discussions :	15

I Fondement juridique de cet avis

Par courrier du 23 avril 2012, SIBELGA en sa qualité de Gestionnaire du Réseau de Distribution en Région de Bruxelles-Capitale, a sollicité, via l'entreprise ATRIAS¹, l'avis de BRUGEL sur un document décrivant une vision de l'évolution du marché belge de l'énergie, ci-après « Point of View ».

Cette vision a pour finalité, la définition d'un nouveau modèle de marché dont la mise en œuvre devrait aboutir à une modification importante du MIG², en vigueur actuellement. Conformément à l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, ci-après « ordonnance électricité », BRUGEL dispose d'un délai de deux mois après réception du projet de modification du MIG pour rendre son avis conforme en ses dispositions impératives.

En effet, l'article 9^{ter} de l'ordonnance électricité, inséré par l'article 27 de l'ordonnance du 14 décembre 2006 et modifié par l'article 11 de l'ordonnance du 20 juillet 2011, stipule ceci :

« ... Le MIG applicable en Région de Bruxelles-Capitale est élaboré par le gestionnaire du réseau de distribution après concertation avec les fournisseurs. Le gestionnaire du réseau de distribution communique à Brugel toutes les modifications du MIG s'appliquant en Région de Bruxelles-Capitale. Brugel rend son avis, conforme en ses dispositions impératives, endéans les deux mois qui suivent la réception des modifications. Celles-ci ne peuvent être mises en œuvre avant le terme du délai ou avant la communication de l'avis, si celui-ci précède. L'absence d'avis dans le délai vaut approbation. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut déroger à l'avis en ses dispositions non impératives que sur due motivation, qu'il communique sans tarder à Brugel. Les règlements techniques ainsi que le MIG sont publiés sur le site de Brugel ou à l'aide de lien vers un site les décrivant. Ils sont en toute hypothèse compatibles avec les dispositions de la présente ordonnance et de ses arrêtés d'exécution ».

Sur la base de l'article susmentionné et dans le cadre de ses missions³ fixées par l'ordonnance électricité, BRUGEL rend cet avis relatif au sujet évoqué par le courrier d'ATRIAS.

¹ Conformément aux règles relatives à la délégation journalière des activités du gestionnaire de réseau (l'article 9 de l'ordonnance électricité), SIBELGA a délégué certaines activités à ATRIAS dans la mesure où cette délégation n'est pas donnée à une entité juridique dépendant d'une personne visée à l'article 8, § 1^{er} de l'ordonnance électricité, et que SIBELGA conserve les moyens d'exercer un contrôle effectif sur les activités d'ATRIAS.

² Message Implementation Guide : le manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.

³ L'article 30bis, §2 1^o et 2^o de l'ordonnance électricité, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006 et modifié par l'article 13 de l'ordonnance de 20 juillet 2011, stipule ceci : [...] « § 2. Brugel est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part. Brugel est chargée des missions suivantes :

1^o donner des avis, études ou décisions motivés et soumettre des propositions dans les cas prévus par la présente ordonnance et par l'ordonnance susvisée du 1^{er} avril 2004 ou leurs arrêtés d'exécution;

2^o d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz ». [...].

2 Exposé préalable et antécédents

La vision développée dans le document « Point of View » fait suite aux longues discussions d'une part entre les principales sociétés exploitantes des réseaux de distribution (EANDIS, ORES, INFRAX et SIBELGA, ci-après GRDs) et entre ces GRDs et les fournisseurs d'énergie d'autre part.

Ci-après une courte description du cadre qui a permis d'aboutir à la proposition de ce projet de vision :

❖ **MoU (Memorandum of Understanding) :**

Le 22 septembre 2010, les gestionnaires du réseau de distribution - EANDIS, ORES, INFRAX et SIBELGA - se sont mis d'accord pour la création de cette plateforme unique d'échanges de données de marché (Clearing House fédérale, ci-après CH). Le protocole d'entente (Memorandum of Understanding - MoU), signé par les quatre opérateurs, prévoit la création de cette application (CH) commune et uniforme, sur la base d'un nouveau MIG (Message Implementation Guide en anglais) qui vise à simplifier les processus de marché et les rendre « Smart meters Ready ».

Ce protocole prévoit aussi des conditions de portabilité de l'application, développée dans le cadre de ce projet de clearing house, ce qui devrait garantir les droits de chaque partie, associée au projet, en cas de retrait ou de liquidation de la société. S'agissant des éventuels développements régionaux spécifiques, il ne peut être fait obstacle à leur réalisation pour autant que ceux-ci soient techniquement réalisables et que les coûts afférents soient pris en charge par les parties qui en bénéficieront proportionnellement au poids relatif qu'elles représentent dans les développements régionaux spécifiques.

❖ **ATRIAS :**

Le 9 mai 2011, les gestionnaires de réseaux de distribution EANDIS, ORES, INFRAX et SIBELGA, entre temps rejoint par TECTEO, ont créé une entreprise dénommée ATRIAS avec comme missions de:

1. réaliser un projet consistant à élaborer une nouvelle version des règles de marché (MIG 6) et à développer une application unique d'échanges de données de marché (CH),
2. gérer, maintenir et exploiter ladite application pour les associés qui le demandent.

En effet, ATRIAS garantira l'exploitation opérationnelle des systèmes informatiques, nécessaires pour l'exécution des tâches confiées à l'application unique (CH) dans le cadre du fonctionnement du marché. Cette entreprise prendra, pour les associés qui le demandent, soin de la maintenance préventive, curative et évolutive et fera des

propositions pour faire évoluer les applications en fonction des modifications des besoins dans le marché (p.ex. nouveau MIG, des nouveaux standards informatiques, ...).

La gouvernance d'ATRIAS, proposée dans la convention MIG 6, est constituée de trois niveaux : le Comité MIG6 (stratégique), le groupe de pilotage (tactique) et les groupes de travail (opérationnel). Les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux sont représentés dans ces trois niveaux. Les régulateurs qui prendront part aux concertations en tant qu'observateurs seront représentés dans le Comité MIG6 et dans le groupe de pilotage.

Ce mode de concertation est en cours de finalisation dans une version adaptée de la convention MIG 6. Les régulateurs cosigneront cette convention.

3 Analyse et développement

3.1 Description de la vision d'ATRIAS

3.1.1 Contexte :

La vision d'ATRIAS pour un nouveau modèle de marché s'inscrit dans un contexte européen dominé par une politique énergétique ambitieuse notamment par la fixation des objectifs dits de triple 20 qui visent une consommation davantage verte et efficace à l'horizon de 2020. ATRIAS évoque aussi l'émergence, en Europe, de modèles industriels de réseaux intelligents intégrant de nouveaux acteurs dans le marché de l'énergie et la perspective de déploiement de systèmes intelligents de mesure en BELGIQUE.

Par une lecture judicieuse de ce contexte, ATRIAS a identifié un ensemble de transformations majeures auxquelles nous devrions faire face et propose une feuille de route dont les principales étapes sont identifiées jusqu'à l'année 2016⁴. Les principes directeurs de la vision qui guident cette feuille de route sont donnés dans le document « Point of View » objet de cet avis.

3.1.2 Identification des paramètres clefs « Drivers » de l'évolution du marché de l'énergie :

Comme mentionné dans le paragraphe précédent, l'évolution du modèle de marché dépend fortement des environnements national et européen. Tenant compte de ce double contexte,

⁴ Le document « Point of View » mentionne 2015 comme date de mise en œuvre du nouveau modèle de marché. Cette date a ensuite été postposée, par ATRIAS, à 2016.

ATRIAS a identifié les principaux paramètres clés qui, sur le moyen et long terme, joueront un rôle déterminant sur la transformation du modèle de marché de l'énergie.

Dans sa vision, ATRIAS propose la prise en compte de ces paramètres en deux horizons de temps choisis en fonction de sa perception de l'évolution de ces paramètres à moyen et long terme:

❖ **A moyen terme : horizon 2016**

• **Gestion de données des systèmes intelligents de mesure :**

Ces données peuvent générer de nouveaux services offerts par les opérateurs du marché régulé ou par de nouveaux opérateurs du marché non régulé (entreprises de conseils en énergie, gérants des bornes de recharge ou d'installation de production décentralisées ou de centrales virtuelles). L'organisation des échanges entre ces opérateurs nécessite la création de nouveaux identifiants, de nouveaux processus du marché et la transformation des rôles des opérateurs existants. En outre, la cohabitation dans les processus du marché entre compteurs intelligents et classiques ou fonctionnant comme tels devrait être appréhendée de la manière qui limiterait l'impact sur les clients disposant de compteurs classiques.

• **Gestion des productions décentralisées :**

Face à l'augmentation des productions décentralisées, ATRIAS propose de les intégrer dans les processus de marché avec en ligne de mire le maintien des équilibres des intérêts des opérateurs. Pour y arriver, de nouveaux processus seront créés et le rôle de certains opérateurs sera renforcé. Le GRD aura ainsi la possibilité de gérer le comptage de productions situées derrière le compteur de tête. Des processus nouveaux devront aussi être créés pour réaliser les opérations de compensation ou de vente de l'énergie produite ou injectée au réseau. Les compteurs verts seront relevés avec la granularité la plus fine possible.

• **Gestion des bornes de recharge pour véhicules électriques :**

ATRIAS ne prévoit aucun impact sur le modèle de marché même si les GRD pensent pouvoir piloter ces charges pour gérer la congestion de leurs réseaux. A moyen terme, les acteurs du marché non régulé pourront utiliser les données du marché régulé pour réaliser certaines transactions pour les véhicules électriques.

En plus de ces nouvelles exigences, ATRIAS cite aussi le renouvellement attendu des systèmes informatiques exploités actuellement par les GRDs et le besoin d'accompagner l'évolution naturelle du marché qui tend vers un optimum du rapport coûts/qualités des services. Certains processus du marché devront donc être modifiés ou remplacés pour réaliser cet optimum qui peut être facilité par l'opportunité de la nouvelle plateforme commune.

❖ **A long terme : horizon post-2016**

Pour l'horizon post-2016, il ne semble pas dégagée une vision claire des transformations qu'il faut opérer étant donné les incertitudes sur les fonctionnalités des réseaux intelligents de demain.

Même si la mise en œuvre de ces réseaux, dits intelligents, offrira certainement des solutions techniques pour le raccordement de plus de productions décentralisées, il n'est pas aisé de prévoir comment le marché doit s'organiser pour offrir tous les besoins de flexibilité (en prélèvement et en injection) essentiel au bon fonctionnement du marché de demain. La mise en œuvre de cette flexibilité devrait s'accompagner par des transformations majeures du modèle de marché actuel (rôles et opérateurs).

Pour appréhender ces besoins futurs, ATRIAS a, toutefois, souhaité mener en parallèle au projet de modification du MIG actuel, des discussions sur les concepts de base permettant la mise en œuvre de la flexibilité : mise en œuvre de nouveaux identifiants (client, point d'accès, point de service,...etc.) et la multiplication des statuts (comptage classique/smart, compteur à budget, prépaiement épuisé, ...) relatifs à ces identifiants. Certains de ces concepts sont prévus pour le projet de MIG6.

3.1.3 Objectifs et défis à relever :

Comme précisé précédemment, la vision d'ATRIAS a pour ambition de mener à bien la transformation du marché par la prise en compte des systèmes intelligents de mesure qui s'annoncent, l'intégration croissante des productions décentralisées et l'accueil des véhicules électriques.

Pour réaliser ces transformations, ATRIAS a aussi identifié les obstacles qu'il faut s'affranchir pour ne pas rendre le nouveau modèle de marché inefficace ou inutilement complexe. Il s'agit de :

- Veiller à rendre, aux bénéficiaires de l'utilisateur final, les processus simples, rapides, interactifs et transparents ;
- Veiller à limiter l'impact sur certains utilisateurs de compteurs classiques (ou fonctionnant comme tels) ;
- Assurer un bon fonctionnement des processus entre les opérateurs (allocation, réconciliation et facturation du gridfee) par le maintien d'une cohérence entre la granularité des entités du marché et les différents régimes de comptage ;
- Veiller au respect de la vie privée dans le contexte de l'augmentation des données du marché.

3.1.4 Impacts sur le modèle actuel :

La feuille de route proposée pour mettre en œuvre la vision développée par ATRIAS ne semble pas, au moins dans sa première phase qui s'étale jusqu'en 2016, apporter une

modification importante des rôles des opérateurs du marché actuel. Toutefois, de nouveaux services fonctionnels devraient être offerts par ces opérateurs pour accompagner les transformations annoncées et supportées par le nouveau modèle de marché. Pour ne pas limiter ces services et pour intégrer l'évolution de la législation dans les différentes Régions, le nouveau modèle de marché doit être suffisamment flexible sans toutefois le rendre trop complexe pour tenir compte des évolutions improbables, notamment celles attribuées aux fonctionnalités futures des réseaux intelligents.

BRUGEL s'interroge, aussi, sur l'accès aux données de comptage (validées ou pas) des opérateurs du marché non-régulé. En effet, ces opérateurs (entreprise de conseils en énergie, opérateurs de bornes de recharge pour véhicules électriques, gestionnaires de centrales de production virtuelle...) peuvent utiliser les données de comptage pour offrir des services à leurs clients. Il serait important de ne pas créer des obstacles à l'émergence de ces acteurs et de veiller à réduire la fracture technologique qui pourrait exister entre les opérateurs. L'équilibre des intérêts des opérateurs constaté dans le modèle du marché actuel devrait être maintenu dans le nouveau modèle au bénéfice aussi des nouveaux opérateurs.

3.1.5 Mise en œuvre de la vision d'ATRIAS :

3.1.5.1 Principe de mise en œuvre :

Pour la mise en œuvre de la vision proposée, ATRIAS a opté pour une démarche « top-down » judicieuse et qui consiste en la définition des lignes directrices par le « top management » avant le développement proprement dit des processus du marché. En effet, cette démarche a le mérite de pérenniser la méthode « par le consensus » utilisée jusque là par les acteurs pour optimiser le fonctionnement du marché et maintenir un équilibre des intérêts de tous les opérateurs.

Toutefois, le document « Point of View » suggère, dans la section relative à l'impact des drivers, que la validation du nouveau modèle de marché pourrait s'effectuer via la validation des processus de marché. En fait, la validation par les processus serait judicieuse uniquement dans le cadre d'un modèle de marché stable et dont les structures (rôles et acteurs) sont figées.

Par ailleurs, le document « Point of View » précise bien que le nouveau modèle de marché sera d'abord élaboré par thème (p.ex. : gestion des productions décentralisées ou les données de compteurs intelligents). Et chaque thème peut impacter plusieurs processus de marché. ATRIAS propose, en outre, que l'impact des transformations apportées par un thème sur le modèle de marché soit analysé « end-to-end » sur toute la chaîne de valeur du marché par l'adoption de l'approche « Business case ».

Il serait alors judicieux d'opter pour une procédure de validation qui suit la même logique que la mise en œuvre du nouveau modèle de marché. Les régulateurs devront donc discuter d'abord des scopes des sujets avant d'approuver⁵ les processus du marché.

Dans cette optique, il y a lieu de considérer que les approbations successives des propositions n'impliquent pas, à la fin du processus de consultation, une approbation automatique du nouveau modèle de marché. BRUGEL se réserve, en effet, la possibilité de vérifier la cohérence de l'ensemble des processus du marché lorsque le nouveau MIG lui sera proposé pour approbation.

3.1.5.2 Documents et mode de rapportage :

Le document « Point of View », approuvé par tous les opérateurs, constitue un point de départ à une discussion structurée entre tous les acteurs du marché. D'autres documents, non encore approuvés par tous les opérateurs, sont aussi proposés pour discussions.

BRUGEL trouve que la qualité des documents et le mode de rapportage peuvent être améliorés. En effet, il serait utile aux discussions de disposer, à temps, de documents suffisamment matures pour les sujets abordés et dans lesquels il serait aisé de distinguer le point de vue de chacun.

En effet, il semblerait que certains concepts fonctionnels ne sont pas suffisamment élaborés pour répondre à tous les besoins et aux spécificités régionales (p.ex. compensation, facturation du gridfee, processus en transactionnel ou en batch,...etc.). Les positions des opérateurs ne semblent pas toujours comprises. BRUGEL espère voir les opérateurs motiver leurs choix pour les questions en suspens faute de consensus.

3.1.5.3 Planning :

Pour la mise en œuvre de la vision proposée, ATRIAS a adopté une stratégie qui consiste en la discussion d'abord du « COMMENT⁶ » avant le « QUOI⁷ » pour ce qui concerne l'architecture du modèle et la structure des processus du marché. Cette stratégie implique inévitablement un travail itératif alors que le planning proposé ne semble pas tenir compte de ce besoin. Ceci pousse certains acteurs à discuter déjà de « QUOI » dans la phase de « COMMENT », ce qui crée une confusion et parfois de l'incompréhension entre les acteurs. BRUGEL s'interroge sur l'adéquation du planning proposé avec la stratégie de discussion adoptée et invite ATRIAS à mieux structurer ces discussions dans l'esprit du document « Point of View » et à adapter le planning en conséquence.

⁵ Conformément à l'ordonnance électricité, BRUGEL rend son avis, conforme en ses dispositions impératives, pour tout projet de modification du MIG.

⁶ Il s'agit, à travers des hypothèses de travail et d'exemples d'use-cases de définir dans cette phase de « COMMENT » :

- une architecture modulable et flexible du modèle de marché,
- les concepts de base permettant de structurer les processus du marché.

⁷ Définition des processus du marché pour satisfaire les besoins identifiés.

3.2 Points d'attention pour la suite des discussions

Etant donné l'importance des enjeux liés à la transformation du modèle de marché de l'énergie, BRUGEL souhaite attirer l'attention d'ATRIAS sur certains points qui lui semble important à la lumière des discussions en cours entre les acteurs du marché.

Ci-après les principaux éléments qui ont émergés lors des discussions en cours :

3.2.1 Eléments structurant le modèle de marché : structure verticale multicouches

Les discussions menées actuellement par ATRIAS visent à définir un modèle de marché dont l'architecture devrait permettre de satisfaire les besoins actuels et futurs (voir paragraphe 3.1.2 de cet avis). Le concept qui semble se dégager correspond à une structure verticale multicouche dont le rôle central de facilitateur revient à ATRIAS.

En effet, la chaîne de valeur du nouveau modèle de marché est structurée verticalement en plusieurs couches suivant une segmentation logique (physique, opérationnelle et commerciale). Chaque couche correspond à un métier différent même si les opérateurs peuvent exercer plus d'un métier pour se retrouver donc sur plusieurs couches. Une couche d'interaction, gérée par ATRIAS, est créée pour les règles d'échanges d'information entre tous les opérateurs. Dans cette configuration, deux chaînes de valeur se chevauchent : le marché régulé et le marché des services.

BRUGEL pense qu'il serait plus claire de bien définir les interactions qui peuvent exister entre les deux marchés. BRUGEL estime qu'ATRIAS serait dans son rôle lorsqu'elle organise aussi les échanges d'information avec les opérateurs du marché non régulé. Le concept évoqué de « point de service » pourrait contribuer grandement à ce rôle si ce concept est modélisé dans le nouveau modèle de la manière qui apporterait plus de perspectives d'applications. Toutefois, cette possibilité devrait être encadrée par la définition des limites de compétences du GRD au-delà du compteur de tête.

En effet, BRUGEL recommande de lister, d'une manière exhaustive, les différents compteurs qui rentrent dans la compétence exclusive du GRD. BRUGEL est d'avis de limiter le périmètre du GRD aux compteurs suivants, qu'ils soient ou non « smart » :

- Compteurs de tête classique (mono et bi-horaire ou A+/A-);
- Compteur exclusif nuit ;
- Compteur interruptible d'un circuit dédié (pour véhicule électrique ou accumulation d'eau chaude par exemple) ;
- Compteurs verts.

Cette liste devrait permettre de fermer définitivement certaines portes (p.ex. cas de sub-meter commercial : les compteurs commerciaux ne devraient pas constituer des points de services ou être intégré dans la clearing house).

3.2.2 Eléments structurant les processus de marché : concepts de base

Pour définir les concepts de base qui vont structurer les processus du marché, ATRIAS s'appuie sur un ensemble d'hypothèses de travail tirées principalement du document « Point of View ». Ces concepts sont aussi illustrés par des exemples d'use-cases. Même si ces illustrations ne servaient qu'à valider les potentialités du concept, elles peuvent suggérer des hypothèses sous-jacentes qui n'ont pas été clairement définies ou approuvées par les acteurs.

Ci-après quelques uns de ces concepts dont il serait judicieux de les élargir pour prendre en compte les volontés actuelles ou futures des autorités régionales.

❖ **Modèle transactionnel Vs. batch :**

Certains processus du marché sont traités actuellement en batch ; c'est-à-dire, dans lequel ces processus sont traités en une fois et le résultat du traitement n'est connu qu'à la fin de ces processus, ce qui peut réserver de mauvaises surprises en cas d'erreur d'encodage de données par exemple. L'autre alternative, est de traiter ces processus au fil de l'eau avec des résultats intermédiaires au cours du traitement. Dans ce cas, l'opérateur qui a initié le processus, pourra suivre, au fur et à mesure de l'évolution de la procédure, l'état d'avancement de son processus de marché.

BRUGEL souhaite donner la possibilité à ceux qui le souhaitent d'exploiter au mieux ce type de modèle transactionnel dans les relations d'une part entre les opérateurs et d'autre part entre ces opérateurs et le client final (via une interface interactive par exemple).

❖ **Alignement des « times of use » entre GRD et fournisseurs :**

Les « Times-of-Use » correspondent aux intervalles de temps (plages horaires) pendant lesquels les données de comptages sont cumulées/agrégées. La manière avec laquelle les « time-of-use » sont valorisées pour la facturation est déterminée par les « Time Frame » actuellement identifiées par tarifs JOUR/NUIT, ou plus exactement heures pleines/heures creuses.

Le concept tel que illustré lors des discussions entre acteurs suggère un alignement des times-of use entre tous les opérateurs du marché alors que la logique de définition des ces périodes diffère selon les impératifs qui dépendent de leur métier. Les impératifs du marché de l'énergie pour les uns et la gestion de la congestion du réseau pour les autres.

A titre d'exemple, le projet Linky⁸ en France prévoit dans ses fonctionnalités 10 « Times-of-Use » pour les fournisseurs et 4 pour les GRDs ce qui suppose qu'il n'y a pas d'alignement d'office de ces périodes entre les deux opérateurs. BRUGEL est d'avis qu'il serait judicieux de ne pas rendre obligatoire cet alignement des « Times-of-Use » et de développer ce concept de la manière qui permettrait aux autorités compétentes de déterminer le nombre et la durée de ces intervalles de temps.

⁸ C'est un compteur intelligent de l'ERDF (France) pour l'électricité baptisé Linky.

❖ **Couplage des facturations du gridfee⁹ avec celles des clients finals :**

Les implications éventuelles de la possibilité donnée au client final de choisir le type de facturation qu'il souhaite avoir (une facture mensuelle sur base de la consommation réelle ou un acompte mensuel avec facture de régularisation annuelle) sur la facturation du gridfee sont actuellement abordées dans les discussions entre les acteurs du marché.

BRUGEL pense que la logique de « COMMENT » choisie pour les discussions dans la phase actuelle du développement du nouveau modèle devrait inciter les opérateurs à s'assurer que les choix d'aujourd'hui n'hypothèqueront pas les choix de demain et qu'il faut laisser aux autorités compétentes le choix de décider de ce qui est opportun de faire dans leur Régions. Dans cette optique, BRUGEL ne peut donner, maintenant, son accord pour le couplage des facturations du gridfee avec celles des clients finals.

❖ **Hypothèses de travail pour les régimes de comptage :**

Dans le document « Point of View », il est proposé au client final trois régimes de comptage dont la granularité va du plus classique (comme pour le compteur actuel) au plus fine possible (unité de base du marché : 1/4h pour l'électricité et 1h pour le gaz). Il est donnée ainsi la possibilité au client final, dans le cas où il est équipé de compteur intelligent, de faire fonctionner son compteur en mode classique ce qui *a priori* ne devrait apporter aucune modification à sa situation initiale ou d'activer des possibilités supplémentaires (données plus détaillées ou tarifs différenciés). Ceci n'est pas tout à fait vrai, lorsqu'il choisit le mode classique, dans la mesure où le relevé doit de toute manière s'effectuer à distance. En outre, il n'est pas économiquement raisonnable de limiter ce relevé à un seul index annuel comme pour la plupart des compteurs classiques actuels. D'où le besoin d'émettre une hypothèse de travail pour la fréquence de relevé.

Un relevé par mois a été retenu sur la base du projet de directive européenne, en préparation et encore incertain, sur l'efficacité énergétique. BRUGEL appelle à découpler la fréquence de relevé de celle de la facturation de l'énergie consommée. Le client final doit avoir la possibilité d'opter pour une facturation annuelle et l'information mensuelle peut être donnée au client pour suivre sa consommation. L'utilisation de ces données mensuelles pour les processus du marché entre opérateurs doit vérifier le principe de proportionnalité établie par la commission de protection de la vie privée ou, à défaut, être subordonnée à l'aval du client final.

Par ailleurs, le choix donné au client final d'opter pour un régime de comptage parmi ceux proposés doit être réel et cohérent sur toute la chaîne de valeur et ne doit pas être rendu caduc par les interactions entre scénarios qui inciteraient pour un régime particulier (ex: compensation, rectification...).

⁹ Il s'agit des frais d'utilisation du réseau de distribution et du réseau de transport

❖ **Modélisation des flux physiques dans les processus du marché :**

Le modèle de marché actuel ne permet pas d'intégrer les productions décentralisées dans certains processus (infeed¹⁰, allocation¹¹). Avec l'accroissement de celles-ci, ce modèle devient obsolète et ce pour les raisons suivantes :

✓ **Evolution de la consommation effective sur le réseau :**

Le modèle actuel ne permet pas de suivre l'évolution de la consommation effective des utilisateurs de réseau (la consommation compensée n'est pas prise en compte dans l'infeed). Une telle information serait bénéfique pour mesurer la progression vers l'objectif de 20% de réduction de la consommation à l'horizon de 2020.

✓ **Estimation des pertes sur le réseau :**

Actuellement, on n'est pas en mesure d'estimer l'impact des productions décentralisées sur le taux de pertes dans le réseau électrique. Cet impact peut être négatif si la production n'est pas consommée localement et renvoyée plus loin dans le réseau.

✓ **Calcul des allocations :**

Actuellement, les SLPI2 sont élaborées dans le but de modéliser les profils de consommations, sans tenir compte de la présence de productions locales. En outre, alors que le client disposant d'une unité de production photovoltaïque présente plutôt un profil "nuit" (il consomme toujours la nuit et réinjecte en journée), les critères d'attribution actuels des SLP lui assignent automatiquement le régime "jour" puisque ces clients n'optent pas pour un comptage bi-horaire. Ce constat est de nature à détériorer le processus d'allocation (augmentation des résidus), donc à rendre moins prévisible le processus de nomination, ce qui in fine sera préjudiciable pour l'ensemble des consommateurs.

Il serait donc judicieux, tout en maintenant le principe de compensation actuel, de refléter dans les processus du marché la réalité des échanges physiques sur le réseau. Ceci devrait, *a priori* à moindre coûts, faire de l'infeed et de l'allocation des indicateurs qui évaluent la progression vers l'objectif de triple 20% à l'horizon de 2020 (réduction de consommation et production verte). Cet infeed, ainsi mesuré, peut aussi servir à une meilleure estimation du taux de pertes dans le réseau. En outre, avec des SLP spécifiques aux installations décentralisées et une meilleure estimation du RESIDU, il serait possible d'améliorer le calcul de l'allocation aux bénéfices des opérateurs et du client final.

¹⁰ Il s'agit de la somme de tous les flux d'énergie entrant dans le réseau de distribution.

¹¹ Il s'agit de la répartition de l'infeed entre les responsables d'équilibre désignés pour chaque point d'accès non-télérelevé d'un réseau de distribution

¹² Courbe de charge par 1/4h d'un point d'accès obtenue sur base d'une seule mesure annuelle ou mensuelle et d'un modèle statistiques qui tient de nombreux paramètres déterminant pour la consommation.

Par ailleurs, la révision du mode de compensation ne doit pas être liée à la fréquence de relevé comme mentionnée dans le document « Point of View ». Ce sujet relève de la compétence des autorités régionales qui détermineront seules le mode de compensation à appliquer dans leur Région. Toutefois, ATRIAS est invité à proposer une structure pour le processus de compensation qui permettrait, de point de vue technique, toutes les solutions possibles de manière à permettre aux autorités d'appliquer dans le futur la politique qu'ils souhaitent mettre en œuvre.

4 Conclusions

BRUGEL en tant que régulateur régional, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part, a examiné le document « Point of View » proposé par ATRIAS comme base de réflexion sur le nouveau modèle de marché.

Ci-après les principaux éléments examinés et auxquels BRUGEL donne un avis conforme :

4.1 Sur le document « Point of View » :

La vision développée dans le document « Point of View » semble cohérente et très claire sur les enjeux et les défis attendus. Même si le document comporte de nombreuses généralités, BRUGEL approuve les principes annoncés et la prise en compte des sources de transformations identifiées (gestion des productions décentralisées, les données de comptage intelligent,...etc.) dans le projet de MIG6.

En outre, BRUGEL a accueilli aussi favorablement la volonté des GRDs de créer une plateforme unique d'échanges d'information et de compensation entre les opérateurs du marché (Clearing House fédérale). En effet, cette nouvelle plateforme devrait favoriser les synergies et l'optimisation des processus du marché aux bénéfices du client final.

Par ailleurs, même si le socle du modèle de marché actuel est conservé et l'équilibre des intérêts des différents opérateurs est maintenu, il est clair qu'on jette les bases des transformations majeures du modèle actuel. La mise en œuvre d'un modèle de marché qui tient compte de ces transformations doit nécessairement passer par la définition de ses finalités (scope) et les rôles et responsabilités de chacun avant de mettre en œuvre les processus du marché. BRUGEL demande à être consulté d'une manière formelle à chacune de ces étapes conformément à l'esprit de l'ordonnance électricité (voir paragraphe I de cet avis). Il appartient à ATRIAS d'intégrer cette consultation dans son planning de mise en œuvre de sa vision développée dans le document « Point of View ».

4.2 Sur la suite des discussions :

Comme mentionné précédemment (voir paragraphe 3.2 de cet avis), BRUGEL attire l'attention d'ATRIAS sur certains points afin d'inciter les opérateurs du marché à mener des discussions constructives sur la base des hypothèses de travail qui n'hypothéqueront pas les choix de demain des autorités compétentes.

En effet, s'agissant de l'architecture du nouveau modèle de marché, BRUGEL pense qu'ATRIAS devrait organiser aussi les échanges d'information avec les opérateurs du marché non régulé. Dans cette optique, il serait utile qu'ATRIAS apporte les éléments de réponse en fonction desquels les décisions peuvent être prises sur la meilleure manière d'organiser les échanges d'information avec les opérateurs du marché non régulé. Ces éléments de réponse peuvent être obtenus par la réalisation d'un « benchmark » avec les pays voisins sur les mécanismes d'interactions des GRD/ « Meter Point Administration » avec ces opérateurs du marché non-régulé (entreprises communément appelées dans le marché par « tierces parties »). Dans la même perspective, il serait aussi utile de sonder les attentes des opérateurs déjà existants sur le marché (p.ex. Fedesco, Dapesco,...etc.). BRUGEL invite ATRIAS à proposer, sur la base de ce travail de prospection, une définition d'un ensemble de services à mettre en œuvre à l'horizon de 2016 date de déploiement du nouveau MIG.

Concernant les concepts de base qui vont structurer les processus du marché, BRUGEL recommande de ne pas s'appuyer sur des hypothèses sous-jacentes qui empiètent sur les compétences des autorités régionales. Il s'agit notamment, concernant l'alignement suggéré des « Times-of-use » entre les GRD et les fournisseurs, le couplage de la facturation du gridfee avec celles des clients finals, le mode de compensation des productions renouvelables et le couplage entre la fréquence de relevé avec la fréquence de facturation.

BRUGEL invite ATRIAS à proposer des concepts respectueux de la législation actuelle mais suffisamment flexibles pour permettre aux autorités régionales d'appliquer dans le futur la politique qu'ils souhaitent mettre en œuvre.

En outre, s'agissant des éventuels développements régionaux spécifiques, BRUGEL rappelle qu'il ne peut être fait obstacle à leur réalisation pour autant que ceux-ci soient techniquement réalisables et que les coûts afférents soient pris en charge par les parties qui en bénéficieront proportionnellement au poids relatif qu'elles représentent dans les développements régionaux spécifiques.

D'autres questions devront aussi être traitées dans le cadre de ce nouveau modèle de marché ou en parallèle à celui-ci. Il s'agit principalement des mécanismes de gestion de la charge (prélèvement et injection) et toute la thématique de flexibilité qui l'accompagne aussi bien sur le plan technique que sur le choix des modèles d'affaire. Dans cette optique, BRUGEL s'interroge sur le niveau de flexibilité à donner au nouveau modèle de marché. Doit-on autoriser un modèle de marché très flexible, donc trop complexe pour un projet de réseau intelligent encore flou et incertain? BRUGEL attend, des opérateurs de marché, une vision claire sur les finalités de cette flexibilité. Dans cette optique, BRUGEL recommande de s'appuyer sur des hypothèses stables, explicites et motivées.

En outre, BRUGEL invite aussi ATRIAS à mener des réflexions sur les moyens de protection des données à caractère personnel et sur le rôle et les responsabilités des différents acteurs relatifs au respect de la vie privée de l'utilisateur final. La nature et le volume des données traités des utilisateurs qui seront amplifiés par le couplage avec les bases de données

officielles devront inciter ATRIAS à consulter la commission de protection de la vie privée pour définir les dispositions nécessaires à la protection de ces données.

* *

*